

Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem

Etapp 2 – Systemstudie

Elforsk rapport 11:54



Anders Ångström och Helena Nielsen

Juni 2011

ELFORSK

Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem

Etapp 2 – Systemstudie

Elforsk rapport 11:54

Förord

Elforsks programråd för Kärnkraftsfrågor har lyft fram möjligheterna att nyttja kylvattenvärme från framtida kärnkraftverk som en viktig fråga, speciellt med tanke på kommande tillståndsärenden. Föreliggande studie har därför genomförts av Econ Pöyry AB på uppdrag av Elforsk inom programområdet för Kärnkraft. Anders Ångström har varit projektledare med assistans av Helena Nielsen. Inom området har också en inledande anläggningsteknisk studie genomförts, se Elforsk-rapport nr 11:53.

Projektet har följts av en styrgrupp med följande ledamöter: Harri Tuomisto och Göran Hult Fortum Power, Jan-Erik Lindbäck och Anders Wik Vattenfall AB, Inge Pierre Svensk Energi, Juha Haukilahti E.ON Kärnkraft Sverige och Lars Wrangensten Elforsk.

Elforsk tackar styrgruppen för värdefulla råd och synpunkter.

Stockholm i augusti 2011

Lars Wrangensten

Elforsk AB
Programområde Kärnkraft.

Sammanfattning

Elforsks programråd för kärnkraftsfrågor har lyft fram möjligheten att utnyttja kylvattenvärme från framtida kärnkraftverk till fjärrvärmesystem (Kärnvärme) som en viktig fråga och har därför finansierat ett projekt inom detta område, uppdelat på två etapper. I etapp 1, Kärnkraftanläggningen, värderas möjligheten att anpassa eventuella nya kärnkraftverk för produktion av fjärrvärme. I föreliggande studie etapp 2, Systemstudie, belyses systemmässiga möjligheter och konsekvenser vid värmeproduktion i kärnkraftverk.

I syfte att göra studien så konkret och användbar som möjligt har ett nytt kärnkraftverk i Forsmark som ansluts till fjärrvärmenätet i Stockholm studerats. Även möjligheten att ansluta Uppsala har beaktats. Ett antal alternativ med kärnvärme jämförs med alternativet att bygga ett nytt kärnkraftverk utan att utnyttja kylvattnet för fjärrvärme (BAU, Business as usual). Enbart de delar som skiljer mellan alternativen studeras. Detta innebär att vi enbart tar med den del av kärnkraftverket som tillkommer för att producera kärnvärme och att distributionsnätet för fjärrvärme inte tas med i studien.

De huvudalternativ som har studerats är ett alternativ där kärnkraftverket kan leverera maximalt 1 000 MW värme och ett alternativ där kärnkraftverket kan leverera maximalt 1 500 MW värme. Dessa alternativ jämförs med ett BAU-alternativ som representerar fjärrvärmeproduktionen i Stockholm utan kärnvärme.

Kostnaderna för total produktion, inklusive reserver, jämförs i de olika alternativen. Intäkterna från värmeförsäljningen efter distributionen inkluderas inte då dessa förutsätts var lika i alla alternativ. Däremot antas att kärnvärmen kan säljas till ett pris som motsvarar kostnaderna för värmeproduktion i kärnkraftverket, inklusive transmissionskostnader. Detta kan ske antingen genom TPA (Third Party Access) eller genom att ägare till kärnkraftverk och/eller fjärrvärmetransmission tecknar avtal med ägare av fjärrvärmedistributionen.

Från kärnkraftverket i Forsmark byggs en cirka 150 km lång transmissionsledning för värme till Stockholm. Större delen av ledningen går i schakt, men sista delen från Akalla till Högdalen går i tunnel. I Stockholm har vi antagit att det behövs fyra anslutningspunkter till transmissionsledningen. Den första i Akalla, därefter en i Norrenergis nät, en i Värtan och den sista i Högdalen. Investeringskostnaderna för ledningen har uppskattats till 10,2 miljarder SEK i 1 000 MW alternativet och 12,3 miljarder SEK i 1 500 MW alternativet. Därutöver tillkommer investering i kärnkraftverket på 625 MSEK för 1 000 MW alternativet och 759 MSEK i 1 500 MW alternativet.

Vi har uppskattat fjärrvärmebehovet för Stockholms fjärrvärmesystem till 12,2 TWh år 2025 och att den är konstant under hela kalkylperioden på 40 år.

Våra slutsatser från projektet är att det inte är lönsamt att utnyttja kylvattnet från ett nytt kärnkraftverk i Forsmark till fjärrvärmesystemen i Stockholm och Uppsala. Resultatet beror på att investeringen i transmissionsledningen är mycket stor och att värdet av förlorad el i kärnkraftverket och transmissionsledningen är betydande. Dessutom är även värmeproduktionen i BAU-alternativet baserad sig på relativt billig avfallsförbränning och biokraftvärme.

Känslighetsanalysen visar att slutsatsen är relativt robust för ändringar i de antaganden vi gjort.

Ur ett miljömässigt perspektiv finns det både fördelar och nackdelar med kärnvarme. Direkta utsläpp från fjärrvärmeproduktion skiljer inte mycket avseende koldioxidutsläpp, förutsatt att koldioxid från förnybara biobränslen inte räknas med. Utsläpp av svaveldioxider, kväveoxider och partiklar minskar väsentligt i kärnvarmealternativen.

I kärnvarmealternativen förloras stora mängder el, dels vid kärnkraftverket och vid transporten till Stockholm och dels från minskad el från kraftvärme. Miljökonsekvenserna av detta är negativa för kärnvärmen, då denna el behöver produceras av andra anläggningar som troligtvis ger upphov till negativ miljöpåverkan.

Kärnvarmealternativen frigör stora mängder biobränslen jämfört med BAU-alternativet. Dessa biobränslen kan användas för annan energiproduktion, vilket är positivt ur ett miljöperspektiv om det ersätter fossilbaserad produktion.

Vid en summering av samtliga miljökonsekvenser från utsläpp ger kärnvarmealternativen betydande möjligheter att minska miljöpåverkan jämfört med BAU-alternativet.

Summary

The Elforsk program committee for nuclear has highlighted the possibility to use cooling water from future nuclear power plants for district heating systems (Nuclear heat) as an important issue and has therefore funded a project in this area, divided into two stages. In phase 1, nuclear power plant, the possibility to design a potentially new nuclear power plant for district heat production is examined. In this study phase 2 system study, the system-related possibilities and consequences of heat generation in nuclear power plants are analysed.

In order to make the study as concrete and useful as possible, a new nuclear power plant in Forsmark, which is to be connected to the district heating network in Stockholm, is studied. The possibility to connect Uppsala has also been considered. A couple of alternatives with nuclear heat are compared to an alternative where a new nuclear power plant is built without adjusting for the use of cooling water in district heating (BAU, business as usual). Only those parts that differ between the alternatives are studied. This means that the study only looks at the components that are additional in order to produce nuclear heating and that distribution for district heating is not included in the study.

The main alternatives studied are an alternative where a nuclear power plant can supply 1000 MW heat and another alternative where the nuclear power plant can supply 1500 MW heat. These alternatives are compared to a BAU alternative that represents the district heating system in Stockholm without nuclear heating.

The total costs of production, including reserves, are compared in the alternatives. Income from heat sales after the distribution is not included since it is assumed to be the same in all alternatives. However, it is assumed that the nuclear heat can be sold at a price equal to the cost of heat generation in nuclear power plant, including transmission costs. This can be done either by TPA (Third Party Access) or by an agreement between the owner of the nuclear power plant and the owners of the district heating distribution.

From the nuclear power plant, Forsmark, a 150 km long transmission line is built for the heat to Stockholm. Most parts of the transmission line is located in a shaft, but the last part from Akalla to Högdalen goes through a tunnel. In Stockholm we have assumed that four access points to the transmission line are required. The first is in Akalla, then one in Norrenergi's network, one more in Värtan and the last one in Högdalen. The investment cost for the pipeline has been estimated at 10.2 billion SEK in the 1000 MW alternative and 12.3 billion SEK in the 1500 MW alternative. In addition, investments in the nuclear power plant are added at 625 million for the 1000 MW alternative and 759 million in the 1500 MW alternative.

We have estimated the heating needs in Stockholm's district heating system to 12.2 TWh in 2025 and that it is constant during the calculation period of 40 years.

The conclusions from this study show that it is not profitable to use cooling water from a new nuclear power plant in Forsmark for the district heating system in Stockholm and Uppsala. The results depend on the high investment

costs in the transmission line and that the value of lost electricity in nuclear power plant and transmission line are significant. Furthermore, the heat production in the BAU alternative is based on relatively inexpensive waste incineration and biomass based combined heat and power production. The sensitivity analysis shows that the conclusion is relatively robust to changes in the assumptions that are made.

From an environmental perspective, there are both advantages and disadvantages with nuclear heating. Direct emissions from heat production did not differ much when looking at carbon emissions, provided that the carbon dioxide emissions from renewable biofuels are not counted. Emissions of sulphur dioxide, nitrogen oxides and particulates were, however, significantly reduced the nuclear heating alternatives.

In the nuclear heating alternatives large amounts of electricity are lost, both in the nuclear power plant and during transport to Stockholm, but also from reduced electricity from cogeneration. The environmental consequences of this are negative for nuclear heating since the electricity needs to be generated by other plants that probably give rise to negative environmental impacts.

The nuclear heating alternatives free large amounts of biofuels compared to the BAU alternative. These biofuels can be used for other energy production, which is positive from an environmental perspective if it replaces fossil-based production.

Summarising all environmental impacts from emissions the nuclear heating alternatives show significant opportunities to reduce environmental impact compared to the BAU alternative.

Innehåll

1	Inledning	1
2	Metodik	2
3	Ränte- och prisantaganden	4
3.1	Räntan.....	4
3.2	Priser	4
4	Kärnkraftanläggningen	5
4.1	Resultat från etapp 1	5
4.2	Fjärrvärme från Lovisa kärnkraftverk.....	6
4.3	Antaganden i etapp 2.....	7
5	Transmissionsledningar för värme	9
6	Övrig värmeproduktion	13
7	Stockholms fjärrvärmesystem	15
8	Jämförelse av alternativ	17
8.1	BAU alternativet	17
8.2	Kärnvärme 1 000 MW	18
8.3	Kärnvärme 1500 MW	20
8.4	Uppsala	21
9	Känslighetsanalys	23
9.1	Räntan.....	23
9.2	Bränslepriser	24
9.3	Investeringskostnad för transmissionsledning.....	25
9.4	Förlorad el i kärnkraftverket.....	25
10	Miljömässiga konsekvenser	26
10.1	Utsläpp.....	26
10.2	Förändring i elproduktion och elanvändning.....	27
10.3	Biobränsleanvändning	28
10.4	Sammanställning av CO ₂ -utsläpp.....	30
11	Slutsats och fortsatta studier	31
11.1	Slutsatser	31
11.2	Fortsatta studier.....	32
12	Referenser	33

1 Inledning

Elforsks programråd för kärnkraftsfrågor har lyft fram möjligheten att nyttja kylvattenvärme från framtida kärnkraftverk till fjärrvärmesystem (Kärnvärme) som en viktig fråga, speciellt med tanke på eventuellt kommande tillståndsärenden. Frågan om att tillvarata värmen i kylvattnet från exempelvis Forsmarks kärnkraftverk har utretts tidigare men fallit bland annat på för höga investeringskostnader för en hetvattenledning.

Tekniskt kan nya kärnkraftverk förberedas för värmeproduktion redan från början genom avtappning av ånga från ångturbinen och efterföljande fjärrvärmekondensator. Värmeproduktion sker då på bekostnad av mindre elproduktion. Systemmässigt skulle värmeproduktion kunna innebära minskad miljöbelastning genom att dagens fjärrvärmeproduktionsanläggningar i aktuellt fjärrvärmenät bara skulle behöva användas som reserv och spets.

I etapp 1 – Kärnkraftanläggningen, av Elforsk projekt Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem, värderas möjligheten att anpassa eventuella nya kärnkraftverk för produktion av fjärrvärme. I föreliggande studie, etapp 2 – Systemstudie, belyses systemmässiga möjligheter och konsekvenser vid värmeproduktion i kärnkraftverk. Samhällskostnader och nationalekonomiska aspekter har beaktats.

I syfte att göra studien så konkret och användbar som möjligt har ett nytt kärnkraftverk i Forsmark som ansluts till fjärrvärmenätet i Stockholm studerats. Även möjligheten att ansluta Uppsala har beaktats.

Den 150 km långa transmissionsledningen för värme går i schakt från Forsmark till Akalla och därefter till Högdalen i en tunnel. Värmeväxlarstationer finns i Akalla, Norrenergi, Värtan och Högdalen. Investeringskostnaderna har uppskattats till 10,2 miljarder SEK i 1 000 MW alternativet respektive 12,3 miljarder SEK i 1500 MW alternativet.

Vi har uppskattat fjärrvärmebehovet i Stockholms fjärrvärmesystem till 12,2 TWh år 2025 och antagit att den är konstant under hela kalkylperioden på 40 år.

Två alternativ med kärnvärme har studerats. I det ena alternativet är maximal värmeproduktion 1 000 MW och i det andra är maximal värmeproduktion 1 500 MW. Dessa två kärnvärmealternativ ställs mot ett BAU-alternativ (Business-as-usual) som är en uppskattning av hur fjärrvärmeproduktionen kan vara sammansatt år 2025/30 då det nya kärnkraftverket i Forsmark tidigast bedöms kunna vara i drift.

2 Metodik

Ett nytt kärnkraftverk i Forsmark bedöms tidigast kunna vara driftklart 2025, men troligare kring 2030. Anledningen att driftstarten ligger så långt fram i tiden är att tiderna för beslut, tillstånd och byggnationen alla är långa för ett kärnkraftverk. Även motsvarande processer för en transmissionsledning mellan Forsmark och Stockholm kommer att ta många år.

Vi har därför i denna studie gjort en bedömning av hur fjärrvärmesystemen i Stockholm och Uppsala ser ut 2025-2030. Här ingår bedömningar av hur värmeefterfrågan ser ut, hur fjärrvärmesystemen är utbyggda och kopplade till varandra samt vilka produktionsanläggningar som finns i fjärrvärmesystemen.

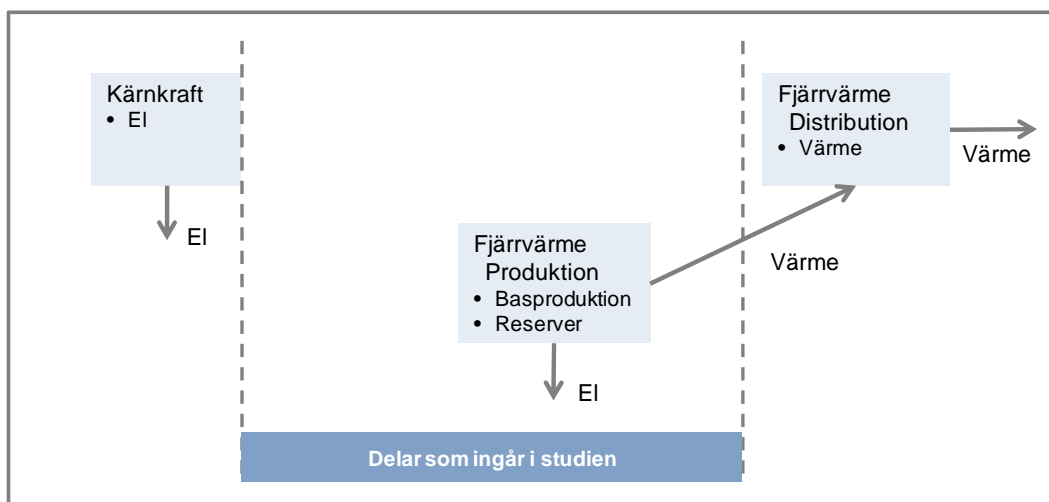
Under kärnkraftverkets driftstid på 40 – 60 år kommer många förutsättningar att förändras. Värmeefterfrågan kommer att förändras och övrig fjärrvärmeproduktion kommer att förnyas och då anpassas till förutsättningen med värme från kärnkraft i systemet. Denna anpassning kommer att börja redan då beslut om kärnvärme har tagits.

Viktiga parametrar för att bedöma om kärnvärme är ett tänkbart alternativ eller inte är; prisutvecklingen för el och alternativa bränslen, som biobränsle, samt kostnader för miljöpåverkan, som koldioxidutsläpp.

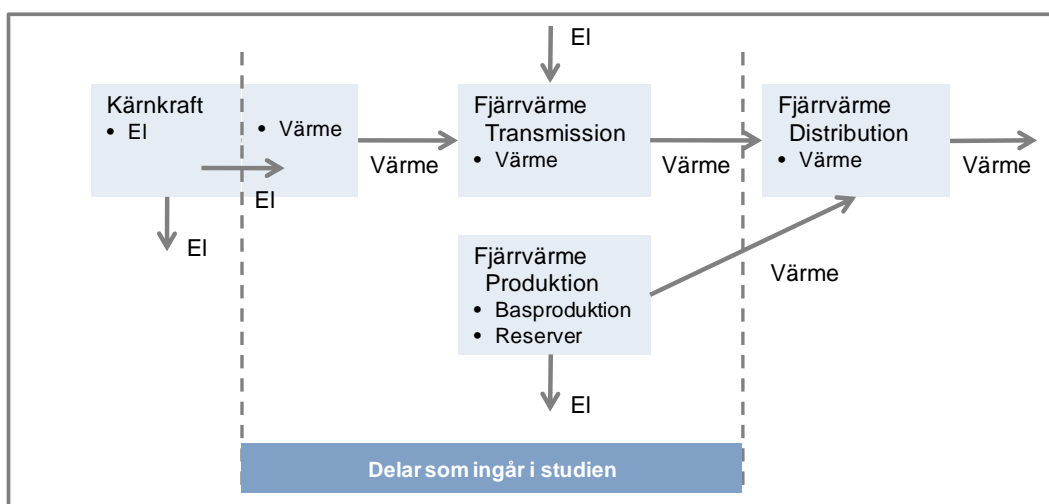
Vi har valt att använda en annuitetskalkyl för att bedöma förutsättningarna för kärnvärme. Det innebär att vi implicit har antagit att alla parametrar är konstanta (i reella termer) och att förhållandet mellan olika parametrar inte förändras under drifttiden. En anledning till denna metod är att starten för kärnvärmen ligger 15 – 20 år fram i tiden och slutet av drifttiden är så långt bort som 55 – 80 år, samt att det finns stor osäkerhet i hur olika förutsättningar och parametrar utvecklas under denna period. Osäkerheten i parametrarna har vi hanterat genom att göra en relativt omfattande känslighetsanalys där inverkan av olika parametrar framgår.

Under studiens gång har vi diskuterat systemets struktur och de olika scenarierna med fjärrvärmeaktörer i Stockholmsområdet. Det vill säga, Fortum, Söderenergi, Norrenergi, Vattenfall och E.ON.

Ett antal alternativ med kärnvärme jämförs med alternativet att bygga ett nytt kärnkraftverk utan att utnyttja kylvattnet för fjärrvärme (BAU, Business as usual). Enbart de delar som skiljer mellan alternativen studeras. Detta innebär att vi enbart tar med den del av kärnkraftverket som tillkommer för att producera kärnvärme och att distributionsnätet för fjärrvärme inte tas med i studien. Se figurer nedan.



Figur 1 Delar som ingår i studien i BAU alternativet utan kärnvärme



Figur 2 Delar som ingår i studien för kärnvärmealternativ

Kostnaderna för total produktion, inklusive reserver, jämförs i de olika alternativen. Intäkterna från värmeförsäljningen efter distributionen uppskattas inte då dessa antal vara lika i för alla alternativ.

Däremot antas att kärnvärmen kan säljas till ett pris som motsvarar kostnaderna för värmeproduktion i kärnkraftverket, inklusive transmissionskostnader. Detta kan ske antingen genom TPA (Third Party Access) eller genom att ägare till kärnkraftverk och/eller fjärrvärmetransmission tecknar avtal med ägare av fjärrvärmedistributionen.

Värderingen av miljöpåverkan sker genom att utsläppen i luft beräknas för de olika alternativen. Både konsekvenser av den direkta värmeproduktionen, konsekvenser av minskad elproduktion och "överblivet" biobränsle som ersättning för fossila bränslen i kärnvärmealternativen presenteras.

3 Ränte- och prisantaganden

I beräkningarna om kärnvärme är ett ekonomiskt genomförbart alternativ är det ett antal parametrar som måste uppskattas. För dessa parametrar har vi gjort grundantaganden, men också alternativa antaganden som används i känslighetsanalyser.

3.1 Räntan

Beräkning har gjorts med en real kalkylränta som vi i grundkalkylen satt till 6%. I våra känslighetsanalyser har vi även räknat med en kalkylränta på 2% och 10%.

3.2 Priser

De antaganden som gjorts för el, olja och biobränslen, samt elcertifikat och utsläppsrätter för koldioxidutsläpp bygger på Pöyrys egna långtidsprognoser.

Eftersom det finns ett samband mellan de flesta av dessa priser har vi tagit fram tre bränslescenarier. Ett basscenario som vi använder i vår grundkalkyl och ett lågt respektive ett högt scenario.

De priser vi antagit i respektive scenario framgår av tabellen nedan.

Priser, SEK/MWh	Bas	Lågt	Högt
Elpris	600	400	800
Elcertifikat	250	450	50
Olja	400	200	630
Biobränsle bas	200	180	220
Biobränsle spets	320	290	350
Avfall	-100	-100	-100
CO2 utsläpp, SEK/ton	350	220	450

Tabell 1 Prisantaganden i ett bas, lågt och högt scenario

Biobränsle bas är billiga biobränslen som grot, returbränslen, flis och torv. I våra beräkningar antas dessa billigare biobränslen användas för biobränsleeldad kraftvärmeproduktion (bio kraftvärme) och värmeproduktion baserad på billigare biobränslen (biovärme, mellan).

Biobränsle spets är dyra biobränslen som pellets, träpulver/biopulver och bioolja. I beräkningarna används dessa bränslen vid beräkning av värmeproduktion som baseras på dyrare biobränslen (biovärme, spets).

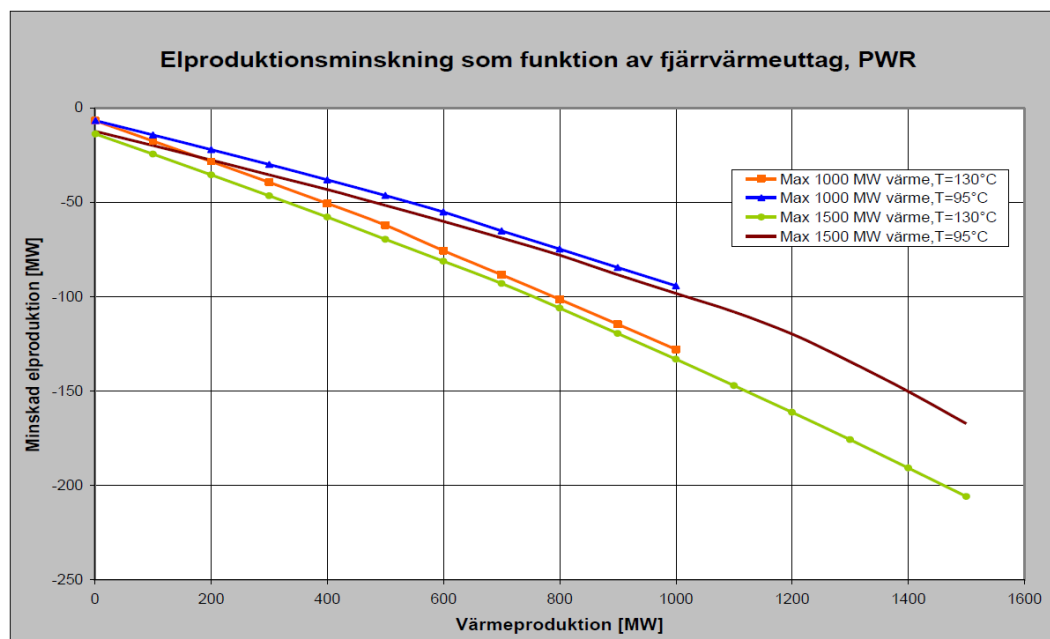
4 Kärnkraftanläggningen

4.1 Resultat från etapp 1

I etapp 1 – Kärnkraftanläggningen, av Elforsks projekt Kylvattenvärme från kärnkraft i fjärrvärmesystem, värderas möjligheten att anpassa eventuella nya kärnkraftverk för produktion av fjärrvärme. I denna etapp utfördes en turbinstudie för att värdera möjligheten att anpassa eventuella nya kärnkraftverk för produktion av fjärrvärme. I det ingick att ta fram tekniska konceptlösningar för avtappningar från turbinen och beräkna värmebalanser för att undersöka anläggningens produktionsförmåga vid samtidig el- och värmeproduktion, samt bedöma dess påverkan på elproduktionskostnaden.

Studien omfattade dels en tryckvattenreaktor (PWR), Arevas reaktordesign EPR, dels en kokarvattenreaktor (BWR), GE-Hitachis reaktordesign ESBWR.

Två fall för maximalt värmeuttag studerades, 1 000 MW och 1 500 MW, och två fall för framledningstemperaturer, 95°C och 130°C, tillsammans med 60°C returtemperatur. Turbinens prestanda vid samtidig el- och värmeproduktion visas i figuren nedan.



Figur 3 Elproduktion som funktion av fjärrvärmeuttag för PWR.

Turbinstudien visar att det är mer gynnsamt ur elproduktionssynpunkt att ta ut fjärrvärme vid 95°C än 130°C. Resultaten för BWR var mycket lika.

De tillkommande kostnaderna för att möjliggöra samtidig el- och värmeproduktion i ett potentiellt nytt kärnkraftverk har uppskattats till 625

miljoner SEK för värmeproduktion upp till 1000 MW och 806 miljoner SEK för värmeproduktion upp till 1500 MW.

Studien visar fördelaktiga resultat för värmeproduktion i en eventuell framtida kärnkraftsanläggning. Under de förutsättningar som studerats kan anläggningen producera mellan 7 och 10 gånger mer värme än vad som förloras i el. Detta innebär en totalverkningsgrad upp mot 66 %, brutto, att jämföra med ca 38 % vid normal kondensdrift.

4.2 Fjärrvärme från Lovisa kärnkraftverk

Vintern 2009-2010 gjorde Pöyry en utredning för Fortum som såg på de tekniska och ekonomiska konsekvenserna av att bygga en fjärrvärmeledning från Lovisa kärnkraftverk till Helsingforstrakten. I beräkningen jämfördes fyra olika scenarier:

- 1 Nuvarande produktionsmix som är baserad på eldning av kol och naturgas
- 2 En produktionsmix som baseras på förbränning av biomassa och naturgas
- 3 1 000 MW kärnvärme från Lovisa
- 4 1 500 MW kärnvärme från Lovisa

Energibalanserna (GWh/a) i de olika scenarierna kan ses i tabellen nedan:

	Kol-scenariot	Bio-scenariot	Kärnvärme-scenariot 1 000 MW	Kärnvärme-scenariot 1 500 MW
Värmeproduktion	12 297	12 297	12 297	12 297
Elproduktion	7 392	7 019	7 392	7 392
Bränsleanvändningen				
Naturgas	9 867	11 008	9 121	5 106
Kol	10 855	1 831	0	0
Avfall	978	978	978	978
Bio	886	6 903	0	0
Total bränsleanvändning	22 586	20 720	10 099	6 084

Tabell 2 Energibalanser i studien av fjärrvärme från Lovisa kärnkraftverk

I kärnvärmescenarierna har Helsingfors och grannkommunerna fått en kompensation för förlorad elproduktion från kraftvärmeverk (inte i bioscenariot) genom en andel av den nya kärnkraftens produktion.

Det ekonomiskt mest fördelaktiga scenariot var 1 500 MW kärnvärme. Även utan elproduktionskompensationen var den genomsnittliga värmeproduktionskostnaden 17 EUR/MWh lägre i kärnvärmescenariot än i kolscenariot och 10 EUR/MWh lägre än i bioscenariot. Skillnaderna i Lovisa-fallet till denna studie var följande:

- Andelen avfallsförbränning är mycket mindre i Helsingforstrakten än i Stockholmsregionen.
- Kärnvärme slog ut relativt dyr produktion baserat på kol och naturgas

- Priset på biomassa antogs vara högre (200-250 SEK/MWh)
- Finska subventioner till el från biokraftvärme är lägre än vad elcertifikat i Sverige ger
- Priset på CO₂-utsläppsrätter var högre (220-400 SEK/ton)
- Kostnaden för fjärrvärmeledningen från kärnkraftverket var drygt 1 000 MSEK lägre

I Lovisa fallet antogs ingen optimering av kärnkraftverkets turbiner vilket medförde att en större mängd el försvann på grund av fjärrvärme-avtappningen. Den förlorade effekten var i 1 000 MW fallet 220 MW jämfört med 133 MW i den här utredningen. Anledningen till detta antagande var, att det inte är säkert, att turbinleverantörerna är villiga att optimera turbinkonstruktionen för ett enstaka kärnkraftverk.

4.3 Antaganden i etapp 2

I denna systemstudie, etapp 2, utgår vi från resultaten från den första etappen när det gäller hur ett kärnkraftverk tekniskt kan förberedas för värmeproduktion. Här ingår tillkommande kostnader för att utnyttja värmeproduktion, i förhållande till ett konventionellt kärnkraftverk, samt hur mycket elproduktion som försvinner när kärnkraftverket producerar värme till ett fjärrvärmesystem.

Vi utgår från att kärnkraftverket har en ekonomisk livslängd på 40 år. Detta är visserligen kort jämfört med en förväntad livslängd på cirka 60 år, men för att uppnå denna livslängd måste en stor mängd förnyelseinvesteringar göras. Dessutom får en förlängning av den ekonomiska livslängden från 40 till 60 mycket lite inverkan i kalkylen, då intäkterna ligger så långt bort i tiden.

Drift- och underhållskostnaderna för de tillkommande investeringarna antas vara 2 % per år av investeringskostnaden.

En översiktlig analys visar att alternativen med framledningstemperatur på 95°C från kärnkraftverket inte är lönsamt. Visserligen förloras mindre el vid kärnkraftverket i detta alternativ, men bara den extra el som krävs för att pumpa en större vattenmängd är i samma storleksordning som vinsten i kärnkraftverket i förhållande till 130°C alternativet. Transmissionsledningen från Forsmark måste ha en större dimension och blir därmed väsentligt dyrare. Dessutom måste vattnet från Forsmark värmas ytterligare i Stockholm vintertid då framledningsvattnet behöver komma upp till 110°C kalla vinterdagar.

Vi har därför valt att bara studera alternativen med 130°C framledningstemperatur från kärnkraftverket.

Utifrån kurvan för hur mycket elförbrukningen minskar vid olika värmeuttag, se Figur 3 och våra antaganden om fjärrvärmesystemet har vi fått fram att förlorad el vid kärnkraftverket i grundkalkylen är 759 GWh/år vid 1 000 MW alternativet och 992 GWh/år vid 1 500 MW alternativet. Detta medför att förlorad elproduktion är 5,4% respektive 7,1% jämfört med en produktion på 14 TWh/år utan värmeuttag.

Vi har använt dessa värden, men de är mycket låga jämfört med den studie som gjordes i Lovisa, se ovan.

Vid antaganden om större förluster av el vid kärnkraftverket försämras resultatet för kärnkraftalternativet med värdet på denna el.

5 Transmissionsledningar för värme

Från kärnkraftverket i Forsmark byggs en cirka 150 km lång transmissionsledning för värme till Stockholm. Eftersom det rör sig om mycket stora värmemängder blir ledningen betydligt större än vad som är normalt i fjärrvärmenät. Detta medför att det är svårt att uppskatta investeringskostnaderna, då det saknas bra referensprojekt.

Två alternativa byggsätt har studerats. Dels att förlägga ledningen helt i en tunnel och dels att lägga den huvudsakligen i ett schakt. I detta fall framstår schaktalternativet som betydligt billigare än tunnelalternativet, varför enbart detta alternativ presenteras.

Även två alternativa ledningsdragningar har tagits fram. En direkt från Forsmark till Stockholm och en via Uppsala. Grundalternativet är ledningen direkt från Forsmark till Stockholm. Ledningen via Uppsala studeras som ett separat fall där fjärrvärmesystemet i Uppsala ingår i hela systemlösningen.

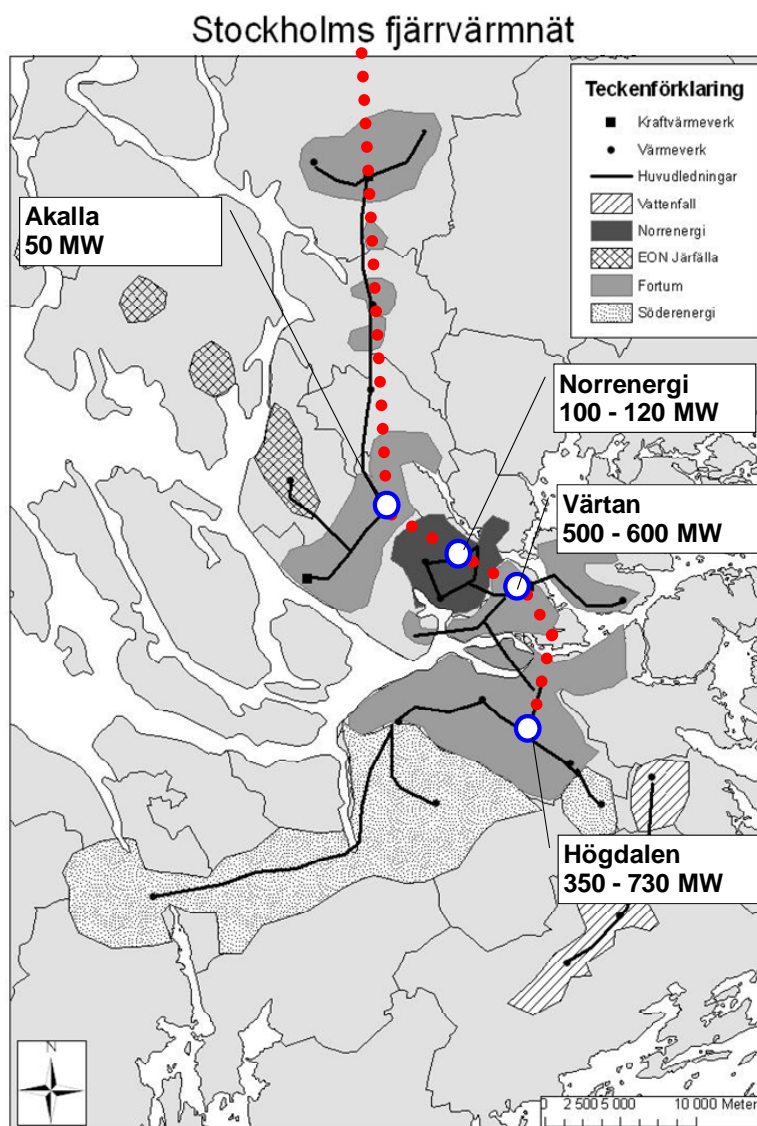
De alternativa ledningsdragningarna framgår av figuren nedan.



Figur 4 Alternativ för transmissionsledningen från Forsmark till Stockholm

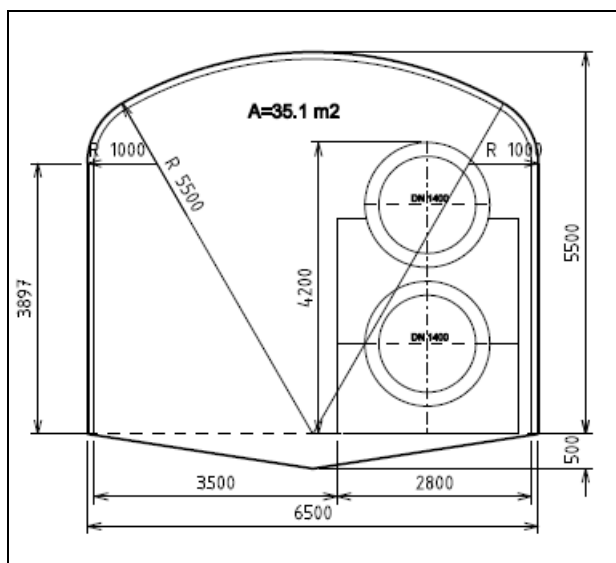
Större delen av ledningen går i schakt, men sista delen från Akalla till Högdalen går i tunnel. I Stockholm har vi antagit att det behövs fyra anslutningspunkter till transmissionsledningen. Den första i Akalla, därefter en i Norrenergis nät och en i Värtan.

Figuren nedan visar transmissionsledningen i Stockholm.



Figur 5 Anslutningspunkter i Stockholms fjärrvärmenät

Transmissionsledningen byggs som en separat krets. Värmen från kärnkraftverket till transmissionsledningen och från transmissionsledningen till distributionsnäten överförs via värmväxlarstationer. Framledningarna är dimensionerade efter temperaturen från kärnkraftverket 130°C. Figuren nedan visar dimensionerna för en tunnel med två DN1400 rör, vilket används i 1 500 MW alternativet.



Figur 6 Dimensioner för en tunnel med två DN1400 rör

Översiktlig data för transmissionsledningen i alternativet med 1 000 MW respektive 1 500 MW visas i tabellen nedan.

	1 000 MW	1 500 MW
Framledningstemperatur	130°C	130°C
Returledningstemperatur	60°C	60°C
Drifttryck	8 bar	8 bar
Antal pumpstationer	24	24
Antal värmexchalarstationer	5	5
Flöde	3,4 m ³ /s	5,1 m ³ /s
Framledningsrör	DN1200	DN1400
Returledningsrör	DN1200	DN1400
Tunnelarea	34 m ²	35 m ²
Schaktarea	15 m ²	18 m ²
Rörvikt	115 000 ton	150 000 ton

Tabell 3 Data för transmissionsledningen

Investeringskostnaderna för de olika ledningsalternativen har uppskattats i tabellen nedan.

	A'pris MSEK /km	Längd km	1000 MW MSEK	A'pris MSEK /km	Längd km	1500 MW MSEK
Fjärrvärmerör	18	300	5 400	23	300	6 900
Tunnel	63	30	1 890	66	30	1 980
Schakt	10	120	1 200	12	120	1 440
Övriga kostnader			1 710			1 980
Summa			10 200			12 300

Tabell 4 Investeringskostnader vid alternativen 1000 MW och 1500 MW

I kostnaden för fjärrvärmerör ingår, förutom själva rören, även transport och övrig logistik för att få rören från fabrik till där de ska läggas, samt installationsarbeten inklusive svetsning och kontroll av skarvar.

Tunnelkostnaderna inkluderar sprängning, tillfartsvägar och bortforsling av sprängmassor.

Kostnaden för schakt inkluderar grävning, tillfartsvägar, bortforsling av massor, återfyllning och återställning av marken.

Övriga kostnader består av kostnader för pumpstationer, värmewäxlarstationer, elanslutningar, vattenreningsverk och styrutrustning.

Investeringskostnaden i transmissionsledningen är en kritisk komponent för resultatet i denna studie. Vi har fått kommentarer att ovanstående kostnader är höga, jämfört med kostnader för att lägga normala dimensioner av fjärrvärmerör. Vår kostnadsuppskattning bygger på relativt detaljerade beräkningar av transmissionsledningen och prisuppgifter från olika leverantörer. Det är dock svårt att uppskatta kostnaderna eftersom denna ledning är så unik. Vi kommer därför att variera kostnaden för transmissionsledningen i känslighetsanalysen.

6 Övrig värmeproduktion

I syfte att få fram totala systemkostnader behöver inte bara kostnader för värmeproduktion från kärnkraft utan även produktionskostnader för samtliga produktionstyper som används uppskattas. I figuren nedan framgår vilka värmeproduktionstyper vi har tagit med samt antaganden för ekonomisk livslängd, investeringskostnad i MSEK per värmeeffekt i MW och bränslekostnad. Bränslekostnaden är dels angiven i förhållande till bränsleinköp för anläggningen samt i förhållande till producerad energi, värme och el, från anläggningen.

Värmeproduktion	Ekonomisk livslängd år	Investering MSEK/MWv	Bränslekostnad inköp SEK/MWh	Bränslekostnad energi SEK/MWh
Avfall	30	18	-100	-128
Bio kraftvärme	40	9	200	264
Bio värme, mellan	40	4	200	183
Värmepump	40	2,6	950	317
Bio värme, spets	40	2,2	320	356
Fossil	40	1,1	400	444
Elpanna	40	0,5	950	950

Tabell 5 Antaganden vid beräkning av systemkostnader

Biovärme mellan är biovärmeanläggningar som använder samma billiga bio-bränslen som biokraftvärmeanläggningar.

I produktionstypen fossil ingår huvudsakligen olja, men även en mindre andel gas.

Kol skulle kunna vara ett framtida produktionsalternativ, men vi har valt att inte ta med detta. En anledning är att det troligen kommer att vara svårt att få miljö tillstånd för ett nytt kolkraftverk i Sverige.

Utifrån ovanstående antaganden om investerings- och bränslekostnader samt antaganden om drift och underhållskostnader, elproduktion och miljö-kostnader har vi beräknat nedanstående effekt- och energiberörande kostnader för de olika produktionstyperna. De miljö-kostnader som har tagits med är de som idag påverkar investeringsbeslut, dvs energiskatt, koldioxidskatt och utsläppsrätter.

Produktionskostnader	Fasta kostnader MSEK/MW	Rörliga kostnader SEK/MWh
Avfall	1,74	-215
Bio kraftvärme	0,70	-25
Bio värme, mellan	0,35	197
Värmepump	0,21	322
Bio värme, spets	0,17	381
Fossil	0,09	911
Elpanna	0,04	958

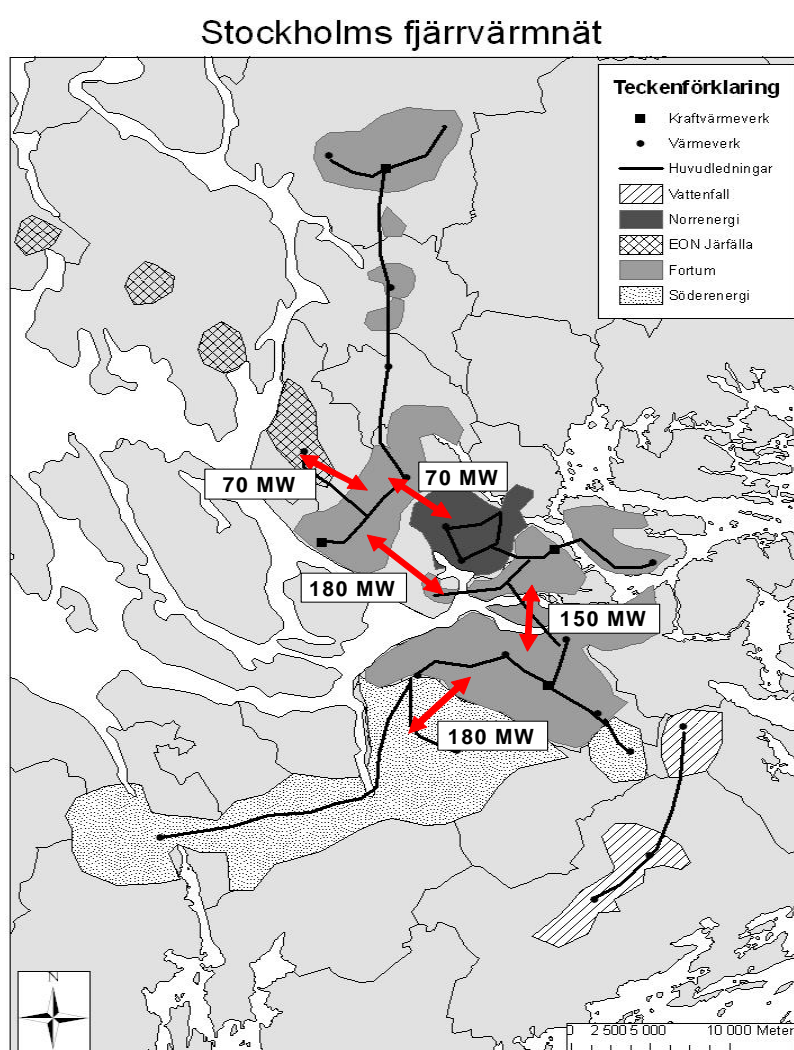
Tabell 6 Antaganden om produktionskostnader per effekt och energi

Effekt- och energikostnaderna är beräknade i förhållande till producerad värme. Avfall har en negativ rörlig kostnad (energi) eftersom anläggningar får betalt för att ta emot bränslet och för att anläggningarna producerar el som ger en intäkt. Även bio kraftvärme har en negativ rörlig kostnad eftersom intäkten från producerar el är större än rörliga kostnader, huvudsakligen bränslekostnad.

7 Stockholms fjärrvärmesystem

I denna studie har vi utgått från förenklad modell av Stockholms fjärrvärmesystem. De delar som ingår i systemet är de delar som idag är sammankopplade kompletterade med en förbindelse mellan Fortums Centrala system och Fortum Nordväst. Denna förbindelse antas vara av dimension DN600 med en kapacitet på 180 MW.

Figuren nedan visar vilka delar som ingår och antaganden om kapaciteter mellan delsystemen.

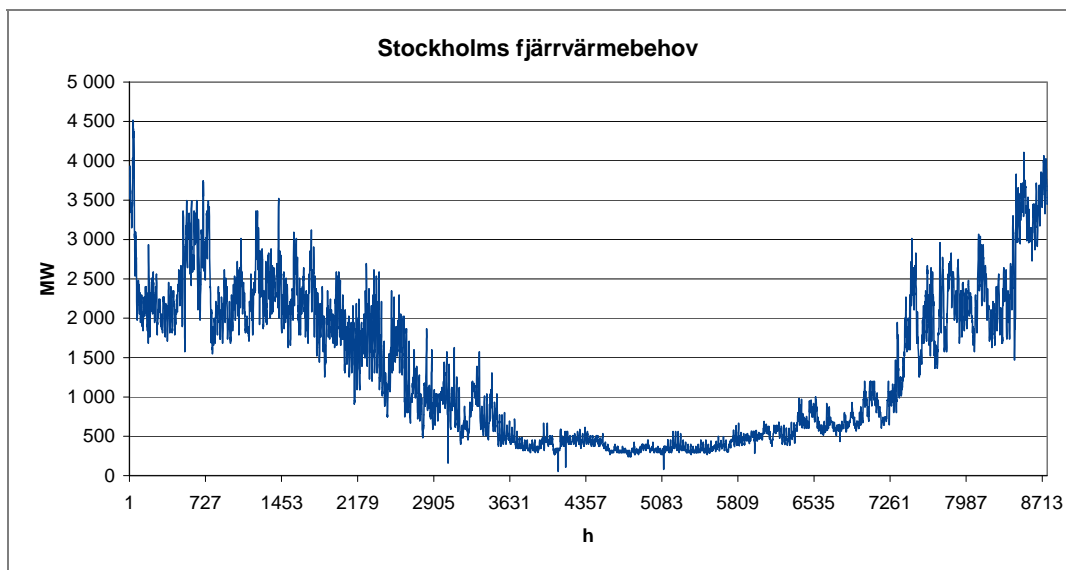


Figur 7 Stockholms fjärrvärmesystem

Fjärrvärmebehovet för detta system uppskattas till 12,2 TWh år 2025, inklusive förluster i fjärrvärmenätet. Detta är ungefär på samma nivå som idag. År 2006 var fjärrvärmebehovet för detta system 13 TWh. Fjärrvärmebehovet efter 2025 förväntas sjunka, men vi har antagit att

nyanslutningar och hopkopplingar av närliggande system kan uppväga denna nedgång. Vi har därmed antagit ett konstant fjärrvärmebehov under hela kalkylperioden, 40 år.

I figuren nedan visas hur vi antagit att värmebehovet varierar över året. Data för denna kurva är hämtad från en finsk stad vid sydkusten där klimatförhållandena liknar Stockholms. Utifrån denna profil och Stockholms värmebehov har vi simulerat Stockholms värmelast under et helt år. Denna profil på Stockholms värmebehov har använts i samtliga analyser i projektet.



Figur 8 Stockholms värmebehov

8 Jämförelse av alternativ

I detta kapitel presenterar vi antaganden och resultat för respektive huvudalternativ. Dessa alternativ är:

- BAU (Business-as-Usual), dvs alternativet utan kärnvärme
- Kärnvärme 1 000 MW
- Kärnvärme 1 500 MW

I tabellen nedan framgår vilka installerade effekter per produktionstyp vi antagit i alternativen.

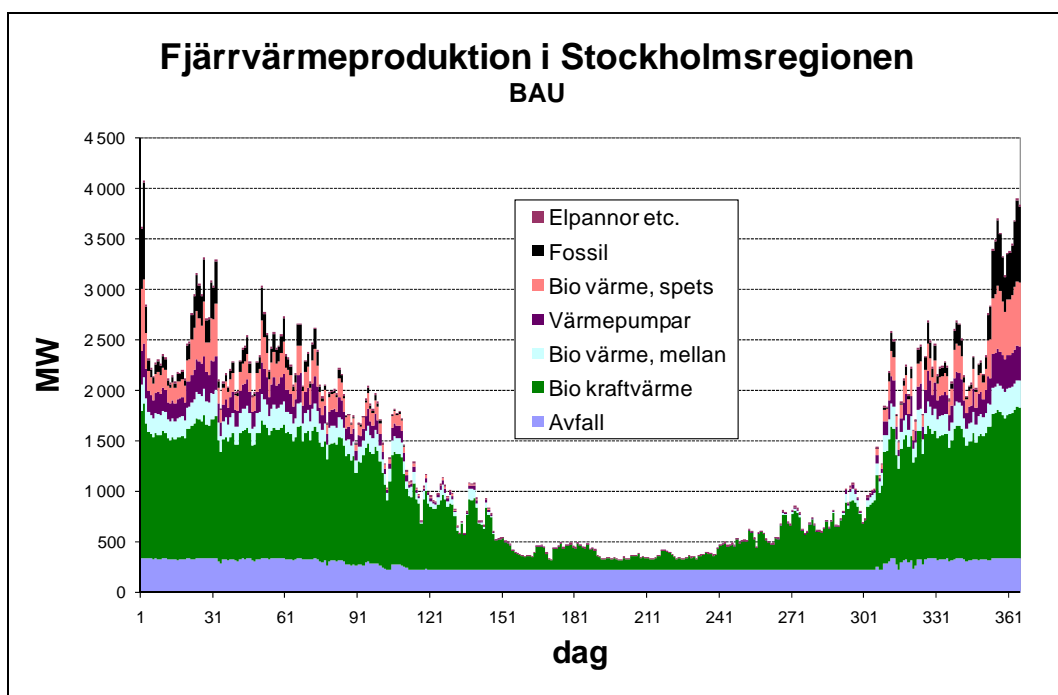
Installerad värmeeffekt, MW	BAU	1000 MW	1500 MW
Kärnvärme	0	1 000	1 500
Avfall	333	300	266
Biokraftvärme	1 625	929	774
Biovärme, mellan	263	0	0
Värmepumpar	353	0	0
Biovärme, spets	766	766	919
Fossil	1 195	2 340	2 376
Elpannor	450	450	450
Summa	4 985	5 785	6 285

Tabell 7 Antaganden om installerade effekter per produktionstyp

Förutom ovanstående huvudalternativ, där transmissionsledningen dras direkt från Forsmark till Stockholm, har vi studerat om det är lönsamt att även ansluta Uppsala till transmissionsledningen.

8.1 BAU alternativet

Figuren nedan visar vilka produktionstyper som används under året i BAU-alternativet.



Figur 9 Värmeproduktion i Stockholmsregionen utan värme från Forsmark

Basproduktionen är i detta alternativ produktion baserad på biobränslen och avfall.

I tabellen nedan framgår installerad effekt, värmeenergi och kostnad per typ av värmeproduktion och totalt för hela systemet.

Värmeproduktion	Effekt MW	Energi GWh	Utnytt- ningstid timmar	Kostnader i MSEK			Värm epris SEK/ MWh
				Effekt	Energi	Totalt	
Avfall	333	2 334	7 009	581	-502	79	34
Biokraftvärme	1 625	6 520	4 012	1 136	-160	976	150
Biovärme, mellan	263	868	3 300	92	171	263	303
Värmepumpar	353	874	2 476	73	281	354	405
Biovärme, spets	766	918	1 198	134	350	484	527
Fossil	1 195	555	464	104	506	610	1099
Elpannor	450	130	289	18	125	142	1096
Summa	4 985	12 199	2 447	2 138	770	2 909	238

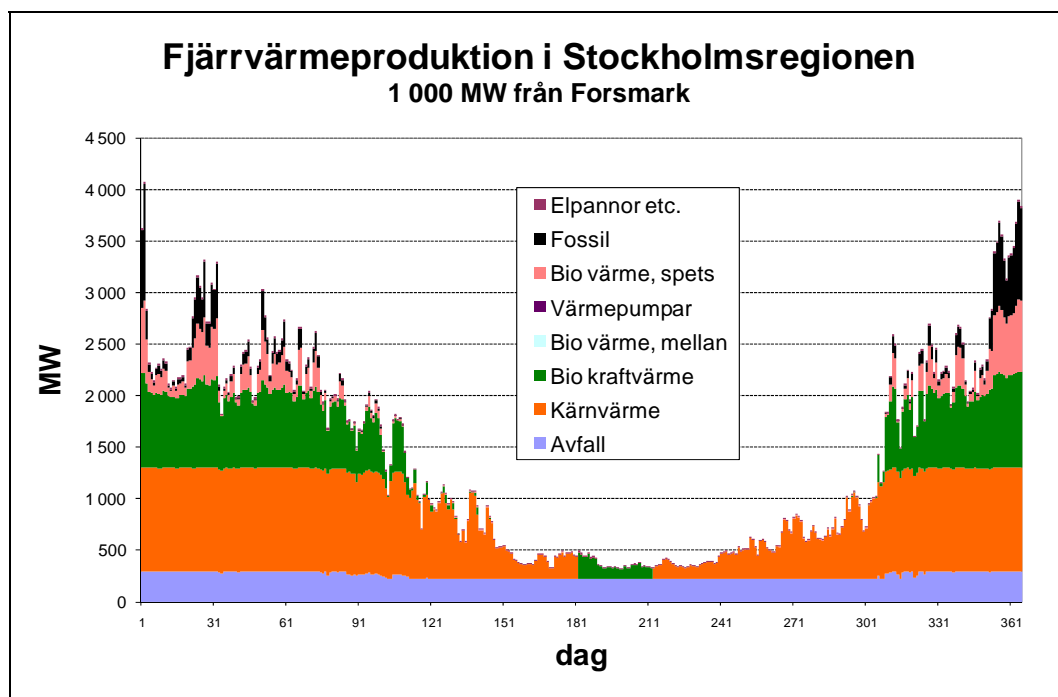
Tabell 8 Antaganden om värmeproduktion i BAU alternativet

Som framgår av tabellen blir det genomsnittliga priset för att producera värme i detta BAU-alternativ 238 SEK/MWh.

8.2 Kärnvärme 1 000 MW

Detta alternativ bygger på ett kärnkraftverk i Forsmark som kan leverera maximalt 1 000 MW värme.

Figuren nedan visar hur mycket värme respektive typ av anläggningar levererar under året.



Figur 10 Värmeproduktion i Stockholmsregionen vid 1 000 MW från Forsmark

Produktion baserad på biobränslen i BAU-alternativet har här till stor del ersatts med spillvärmens från Forsmark. Produktion baserad på avfallsförbränning har minskat något, men ligger fortsatt som baslast, på grund av låga produktionskostnaden. Även produktion från värmepumpar har minskat något för att ge plats till värmen från Forsmark.

Tabellen nedan visar antagna effekter och energier för detta alternativ.

Värmeproduktion	Effekt MW	Energi GWh	Utnyttjningstid timmar	Kostnader i MSEK			Värmepreis SEK/MWh
				Effekt	Energi	Totalt	
Kärnvärme	1 000	5 596	5 596	768	768	1 536	274
Avfall	300	2 232	7 440	523	-480	43	19
Biokraftvärme	929	2 864	3 083	650	-70	579	202
Biovärme, mellan	-	-	-	-	-	-	-
Värmepumpar	-	-	-	-	-	-	-
Biovärme, spets	766	832	1 086	134	317	451	542
Fossil	2 340	560	239	205	510	715	1 276
Elpannor	450	115	256	18	110	128	1 113
Summa	5 785	12 199	2 109	2 297	1 155	3 452	283

Tabell 9 Antaganden om värmeproduktion i 1 000 MW kärnvärme alternativet

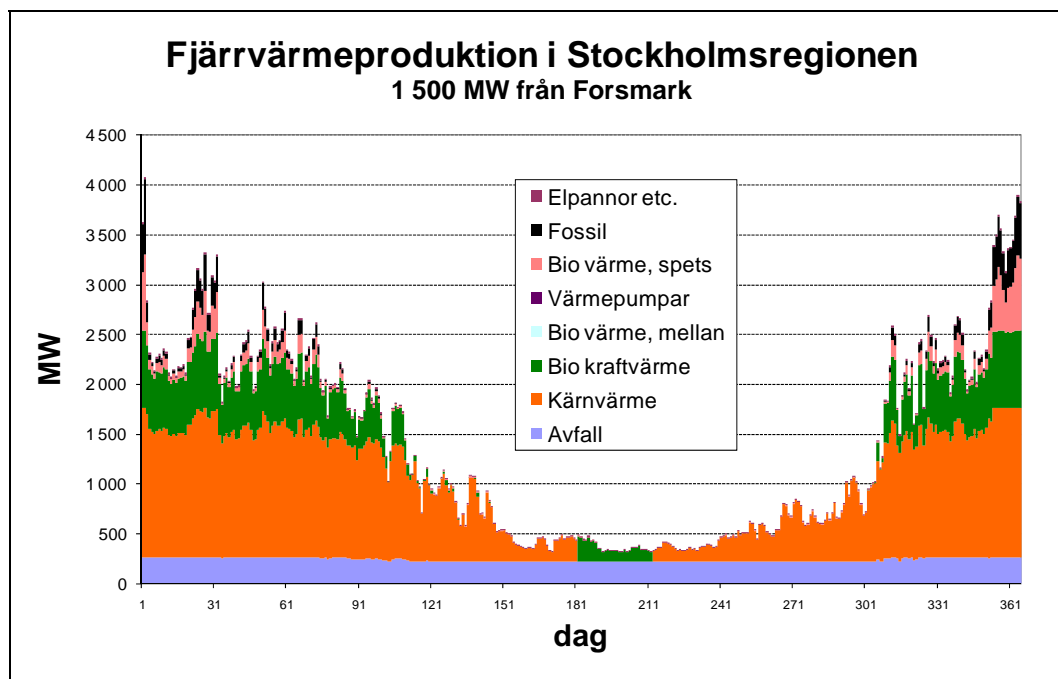
Installerad fossileldad effekt (olja) har ökat för att det ska finnas reserver för värmen från Forsmark i systemet.

Genomsnittlig produktionskostnad för värme är högre än för BAU-alternativet, vilket innebär att 1 000 MW alternativet inte är bättre än BAU-alternativet, sett från en fjärrvärmeaktörs perspektiv. Eventuella tillkommande miljömässiga nyttovärdet i denna lösning har inte beaktats (förutom värdet på CO₂-utsläpp) i denna uppställning.

8.3 Kärnvärme 1500 MW

Detta alternativ bygger på ett kärnkraftverk i Forsmark som kan leverera maximalt 1 500 MW värme.

Figuren nedan visar hur mycket värme respektive typ av anläggningar levererar under året.



Figur 11 Värmeproduktion i Stockholmsregionen vid 1500 MW från Forsmark

I detta alternativ har spillvärmern från Forsmark trängt undan ytterligare produktion från biobränslen, avfallsförbränning och värmepumpar.

Tabellen nedan visar antagna effekter och energier för detta alternativ.

Värmeproduktion	Effekt MW	Energi GWh	Utnyttjningstid timmar	Kostnader i MSEK			Värme pris SEK/MWh
				Effekt	Energi	Totalt	
Kärnvärme	1 500	6 728	4 485	959	909	1 868	278
Avfall	266	2 120	7 970	464	-456	8	4
Biokraftvärme	774	2 306	2 979	541	-57	485	210
Biovärme, mellan	-	-	-	-	-	-	-
Värmepumpar	-	-	-	-	-	-	-
Biovärme, spets	919	546	594	161	208	369	675
Fossil	2 376	385	162	208	351	558	1 450
Elpannor	450	114	253	18	109	127	1 115
Summa	6 285	12 199	1 941	2 350	1 065	3 415	280

Tabell 10 Antaganden om värmeproduktion i 1500 MW kärnvärme alternativet

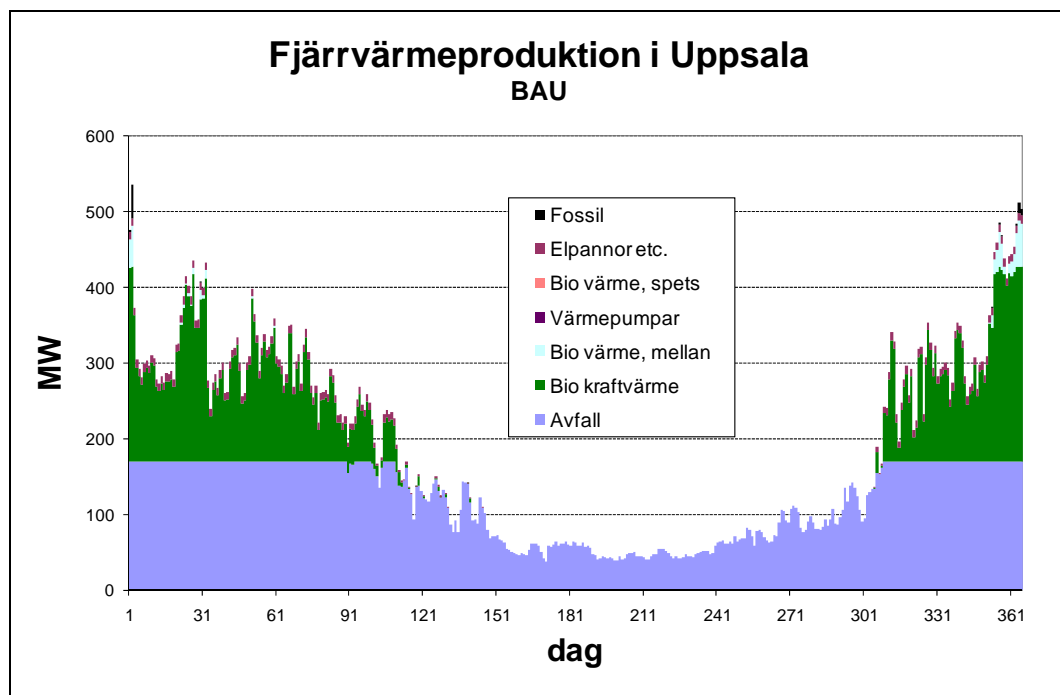
Installerad fossileddad effekt (olja) har ytterligare ökats för att det ska finnas reserver för ännu mer värme från Forsmark i systemet.

Genomsnittlig produktionskostnad för värme är även i detta 1 500 MW alternativ högre än vad det är i BAU-alternativet.

8.4 Uppsala

Att dra transmissionsledningen för värme via Uppsala medför att sträckan ökar med drygt 7 km. Investeringskostnaderna ökar då med cirka 500 MSEK i 1 000 MW alternativet och 600 MSEK i 1 500 MW alternativet.

I Uppsala produceras nästan all värme med avfall och biokraft, se Figur 12.



Figur 12 Värmeproduktion i Uppsala i BAU alternativet

Vi har jämfört ett BAU-alternativ för Uppsala med två kärnvärmealternativ där Uppsala utnyttjar olika mängd kärnvärme.

Alternativ	BAU		1000 MW		1500 MW	
	Effekt MW	Energi GWh	Effekt MW	Energi GWh	Effekt MW	Energi GWh
Värmeproduktion						
Kärnvärme	0	0	50	259	100	490
Avfall	170	1 052	153	922	136	812
Biokraftvärme	257	494	147	326	123	217
Biovärme, mellan	70	13	0	0	0	0
Värmepumpar	0	0	0	0	0	0
Biovärme, spets	0	0	100	48	90	41
Fossil	105	2	152	8	153	8
Elpannor	10	40	10	38	10	33
Summa	612	1 601	612	1 601	612	1 601

Tabell 11 Antaganden om Uppsalas värmeproduktion vid BAU, 50 MW och 100 MW kärnvärme

Vi har analyserat anslutningen av Uppsala till ledningen på två sätt. Dels som en marginalkalkyl och dels som en total kalkyl för det gemensamma systemet Stockholm och Uppsala. Resultatet framgår av tabellen nedan.

	BAU	1000 MW	1500 MW
Baskalkyl	238	283	280
Marginal Uppsala	182	195	202
System Stockholm + Uppsala	225	264	261

Tabell 12 Produktionskostnader för värme i SEK/MWh när Uppsala får tillgång till kärnvärme

Marginalkalkylen, där bara tillkommande kostnader i transmissionsledningen ingår för Uppsala och ingen hänsyn tas till att det blir mindre värme som kan överföras till Stockholm, visar att produktionskostnaden för värme ökar för Uppsala. För hela systemet minskar skillnaderna mellan BAU-alternativet och kärnvärmealternativen något, men inte tillräckligt för att göra kärnvärmen lönsam.

I tabellen nedan har samma beräkningar gjorts för ett lågt elpris, vilket är det enda antagande i känslighetsanalysen som ger en lägre värmeproduktionskostnad i ett kärnvärmealternativ jämfört med BAU-alternativet.

Elpris 400	BAU	1000 MW	1500 MW
Baskalkyl	289	294	282
Marginal Uppsala	242	238	230
System Stockholm + Uppsala	275	277	265

Tabell 13 Produktionskostnader för värme i SEK/MWh när Uppsala får tillgång till kärnvärme

Slutsatsen vi drar från ovanstående tabell är att om kärnvärme skulle vara ett lönsamt alternativ, så skulle Uppsala ingå i lösningen. Detta eftersom värmeproduktionskostnaden blir lägre både i marginalkalkylen för Uppsala och för hela systemet, samt att skillnaderna för det totala systemet ökar till kärnvärmealternativen favör i jämförelse med baskalkylen.

9 Känslighetsanalys

Då många antaganden i grundkalkylen är osäkra och olika intressenter kan ha olika uppfattning om framtiden har vi gjort en känslighetsanalys där flera olika parametrar har varierats.

Tabellen nedan sammanfattar resultaten från känslighetsanalysen.

Värmeproduktionskostnader vid förändringar av olika parametrar, SEK/MWh			
Förändring	BAU	1000 MW	1500 MW
Grundantaganden	238	283	280
Ränta 2%	189	220	214
Ränta 10%	303	361	362
Lågt elpris, 400 SEK/MWh	289	294	282
Lågt elpris och högt elcertifikatpris, 450 SEK/MWh	251	273	265
Höga bibränslepriser, bas 220 och spets 350 SEK/MWh	256	291	286
Mycket höga bibränslepriser, bas 272, spets 435 SEK/MWh	304	314	304
Scenario med låga bränslepriser	238	253	252
Scenario med höga bränslepriser	238	304	304
Investering i transmission -50%	238	253	244
Investering i transmission +20%	238	295	294
Förlorad el i kärnkraften 20%	238	323	351

Tabell 14 Värmeproduktionskostnader vid ändringar av olika parametrar i förhållande till grundantaganden

Det enda antagandet i känslighetsanalysen som resulterar i en lägre värmeproduktionskostnad i ett kärnvärmealternativ jämfört med BAU-alternativet är ett lågt elpris. Den genomsnittliga värmeproduktionskostnaden i de olika scenarierna med låga och höga bränslepriser blir mycket lika i BAU alternativerna trots att produktionskostnaderna för de enskilda produktionslagen varierar stort. Detta beror på att variationerna i de olika produktionslagen tar ut varandra och resulterar i en nettoförändring nära noll.

9.1 Röntan

Två alternativa ränteantaganden har undersökts, 2% respektive 10%. En real kalkylränta på 2% är mycket låg, men har använts för att studera om en mycket låg ränta kan göra kärnvärmealternativen lönsamma. Denna kan jämföras med vägverkets samhällsekonomiska kalkylränta på 4%. En ränta på 10% är en nivå som investerare kan förväntas vilja nå.

Kärnvärmealternativen är fortsatt sämre än BAU-alternativet vid räntan 2%, men skillnaden har minskat speciellt för alternativet 1 500 MW.

Vid räntan 10% har nivån på värmeproduktionskostnaden ökat för samtliga alternativ. Kärnkraftalternativen är sämre än BAU-alternativet.

9.2 Bränslepriser

Inverkan av variationer i bränslepriser har vi undersökt på flera sätt. Dels har el och bibränslepriser varierats och dels har scenarier med låga respektive höga bränslepriser tagits fram.

Vid ett lågt elpris på 400 SEK/MWh är kärnvärmealternativet 1 500 MW det alternativ som ger det lägsta värmeproduktionspriset. Om det låga elpriset kompletteras med ett högre elcertifikatspris blir dock BAU-alternativet återigen det alternativ som ger lägst värmeproduktionspris. Det är rimligt att anta att ett lågt elpris medför ett högre elcertifikatspris, eftersom elpris och elcertifikatspris tillsammans behöver vara tillräckligt högt för att investeringar ska göras i ny förnybar elproduktion. Vid ett elpris på 400 SEK/MWh är det inte troligt att det byggs något nytt kärnkraftverk.

Vid högre bibränslepriser, 220 SEK/MWh för basanläggningar och 350 SEK/MWh för spetsanläggningar ger fortfarande BAU-alternativet lägst värmeproduktionskostnad. Biobränslepriset behöver öka med 36%, till 272 SEK/MWh för bas och 435 SEK/MWh för spets, för att kärnvärmealternativet 1 500 MW ska ge det lägsta värmeproduktionspriset.

Eftersom det normalt finns en korrelation mellan de olika el- och bränslepriserna och el- och bränsleprisnivåerna påverkar vilka produktionsanläggningar som byggs har vi tagit fram två scenarier, ett högt och ett lågt. Tanken är att dessa scenarier ska ge mer troliga resultat än när enskilda bränslepriser varierar.

Tabell 1 visar vilka antaganden om bränslepriser vi utgått från i de olika scenarierna.

Vi har också ändrat installerade kapaciteter och energiproduktion per produktionstyp enligt nedan.

Alternativ	BAS		Lågt		Högt		
	Värmeproduktion	Effekt MW	Energi GWh	Effekt MW	Energi GWh	Effekt MW	Energi GWh
Kärnvärme		0	0	0	0	0	0
Avfall		333	2 334	333	2 334	333	2 334
Biokraftvärme		1 625	6 520	1 289	5 608	1 978	7 333
Biovärme, mellan		263	868	363	982	163	678
Värmepumpar		353	874	589	1 444	100	231
Biovärme, spets		766	918	766	842	766	1 099
Fossil		1 195	555	1 195	555	1 645	524
Övrigt		450	130	450	434	0	0
Summa		4 985	12 199	4 985	12 199	4 985	12 199

Tabell 15 Antaganden om installerade kapaciteter och energiproduktion per produktionstyp i de olika scenarierna

Vid det låga bränslepris scenariot kommer kärnvärmealternativen närmare BAU-alternativet, men ger fortfarande inte lägre värmeproduktionspris. I

scenariot med högt bränslepris blir kärnvärmen relativt dyrare än för BAU-alternativet.

9.3 Investeringskostnad för transmissionsledning

Investeringskostnaden för transmissionsledningen är en viktig del i kalkylen och är, som tidigare nämnts, svår att uppskatta, eftersom det inte normalt byggs fjärrvärmeledningar av denna storlek.

Vi har halverat investeringskostnaden i transmissionsledningen, för att se om kärnvärmealternativen ger det lägsta värmeproduktionspriset. Men inte ens denna drastiska variation gör att något av kärnvärmealternativen ger lägst värmeproduktionspris.

En högre investeringskostnad i transmissionsledningen medför givetvis att kärnvärmealternativen blir ännu mindre attraktiva. Vi har exemplifierat med att öka investeringskostnaderna med 20%

9.4 Förlorad el i kärnkraftverket

Den sista parametern vi varierar är hur mycket el som förloras vid kärnkraftverket i Forsmark. Vårt grundantagande bygger på resultatet från del 1 i denna studie och medför att det försvinner 5,4% i 1 000 MW alternativet respektive 7,1% i 1 500 MW alternativet.

Som ett alternativ till detta har vi använt förlorad elproduktion från projektet i Lovisa. Där uppskattades den förlorade elen i kärnkraftverket till 11% vid 1 000 MW alternativet och 17% vid 1 500 MW alternativet.

Resultatet blir att produktionskostnaden för värme i kärnvärmealternativen stiger med 14% och 25% i 1 000 MW respektive 1 500 MW alternativet jämfört med grundantagandet.

10 Miljömässiga konsekvenser

I detta kapitel har vi studerat de miljömässiga konsekvenserna av kärnvärmealternativen i förhållande till BAU-alternativet.

10.1 Utsläpp

I denna studie fokuserar vi på de utsläpp som går till luft vilket endast är en del av den totala miljöpåverkan, i vilken utsläpp från utvinning, distribution och omvandling ingår. Miljöpåverkan från de olika uppvärmningsalternativen redovisas utifrån hur mycket varje alternativ avger koldioxid (CO₂), svaveldioxid (SO₂), kväveoxider (NO_x) och partiklar.

Utsläpp av dessa ämnen resulterar i följande miljöeffekter:

Klimatpåverkan

Växthuseffekten, som innebär att solljus fångas upp av gaser i atmosfären och emitteras åter till jorden, förstärks då koncentrationen av växthusgaser ökar. Den mest betydelsefulla växthusgasen är CO₂ vilket bland annat bildas vid förbränning av fossila bränslen.

Försurning

Försurning orsakas av att SO₂ och NO_x reagerar och omvandlas till syror som sedan når marken i form av nederbörd eller dimma. Detta kan medföra att fiskbestånd slås ut, skogsmarken utarmas på näring och att grundvatten får högre metallhalter.

Övergödning

Då NO_x deponeras på marken bidrar det till övergödning. Övergödning förändrar den naturliga balansen i ekosystemet och orsakar bland annat igenväxning av vattendrag, algbloomning och syrefria bottenar.

Partiklar

Partiklar som bildas vid förbränning av kol, olja eller biobränslen kan leta sig ned i lungorna och orsaka andningssjukdomar.

Det är svårt att ge en rättvisande bild av de olika emissionsfaktorer då det skiljer sig mycket mellan olika produktionsanläggningar på till exempel verkningsgrad och alfavärden. Våra värden på utsläpp från olika anläggningar baseras dels på litteratur men även på studier av befintliga anläggningar och antaganden om framtida teknologier.

I tabellen nedan presenterar vi direkta CO₂-utsläpp för den totala produktionen, både exklusive och inklusive utsläpp från förnybara bränslen. Ofta redovisas inte utsläpp från förbränning av biobränslen i miljökalculer då dessa i ett livscykelperspektiv inte belastar miljön till skillnad från fossila bränslen och avfall. Den indirekta miljöpåverkan av elanvändning vid värmeproduktionsanläggningarna ingår i skillnaden i elproduktion och

användning i avsnitt 10.2. Nedan redovisas CO₂-utsläpp men även utsläpp av SO₂, NO_x och partiklar för de olika alternativen.

Utsläpp	BAU		1000 MW		1500 MW	
	Exklusive förnybart	Inklusive förnybart	Exklusive förnybart	Inklusive förnybart	Exklusive förnybart	Inklusive förnybart
CO₂, tton	1 097	5 008	1 057	2 792	964	2 317
SO₂, tton	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3
NO_x, tton	3,3	3,3	1,7	1,7	1,4	1,4
Partiklar, tton	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1

Tabell 16 Utsläpp av CO₂, SO₂, NO_x och partiklar i de olika alternativen

Då vi inte inkluderar CO₂-utsläpp från biobränslebaserad produktion är det ingen större skillnad i miljöpåverkan från CO₂-utsläpp mellan de olika alternativen. Däremot ser vi att SO₂ minskar i kärnvärmealternativen med 20% respektive 40%, NO_x halveras i princip och partikelutsläppen minskar med 2/3. Därmed har de två kärnvärmealternativen en betydligt mindre direkt miljöpåverkan än BAU alternativet.

10.2 Förändring i elproduktion och elanvändning

En viktig miljöaspekt att ta hänsyn till är den elproduktion som försvinner då värme tas ut från kärnkraftverket. Hur den "förlorade" elen ersätts kommer att påverka systemet miljömässigt.

Valet av miljövärderingsprincip för elanvändningen får en stor effekt på resultaten. De två vanligaste principer för miljövärdering av förändrad elanvändning är att använda marginalet och medelelet. Dessa får två mycket olika utfall då det är stor skillnad i de svenska och nordiska elproduktionssystemen mellan marginal- och medelproduktion. Medelproduktionen domineras av vattenkraft och kärnkraft medan marginalproduktionen ofta utgörs av kolkondens. I dagsläget finns det inte någon samsyn kring vilken miljövärdering av el som bör utnyttjas.

I denna rapport har vi valt att presentera den "förlorade" elen både med marginalet (kolkondens) och medelelet (nordisk elmix) för att kunna studera de olika resultaten. Då medelelet används har vi valt Norden som systemgräns. Att använda Sverige som systemgräns hade kanske varit mer relevant för att studera svenska styrmedel och andra effekter begränsade till det svenska systemet. I detta fall anser vi dock att en Norden är mer passande som systemgräns då vi befinner oss i en nordisk avreglerad marknad där elen flyter fritt.

Det kan konstateras att ju mer el som går förlorat i kärnkraftverket, som sedan måste ersättas med el från andra produktionsslag, desto mer utsläpp kommer det att medföra i kärnvärmealternativen eftersom både marginal- och medelelet medför utsläpp. I våra beräkningar har vi jämfört elproduktionen från kärnkraftverket med elanvändningen systemets produktionsanläggningar och tagit fram ett nettovärde för elproduktion/elanvändning. I tabellen nedan visas skillnaderna jämfört med BAU alternativet i elproduktion/elanvändning och CO₂-utsläpp vid de två kärnvärmealternativen.

Förlorad elproduktion och utsläpp	1000 MW	1500 MW
Differens i elproduktion mot BAU, GWh	-760	-987
CO ₂ utsläpp vid marginalet, tton	456	592
CO ₂ utsläpp vid medelelet, tton	75	98

Tabell 17 CO₂ utsläpp från elanvändning i de olika alternativen

Värdering av den förlorade elen enligt standard miljövärdering med marginal- och medelelet visar att ju mer el som förloras i de olika alternativen desto högre blir CO₂-utsläppen. I detta konkreta exempel kan vi dock konstatera att det framförallt är bibränsle som försvinner ut ur Stockholms värmesystem. Skulle detta bibränsle användas för att ersätta fossilbaserad elproduktion i till exempel södra Sverige så skulle det i ett större perspektiv resultera i minskade CO₂-utsläpp från fossilbaserad elproduktion.

Ett alternativt sätt att se på den förlorade elen i kärnvärmealternativen är att anta att kärnkraftverket byggs större än vad det görs i våra alternativ. Om kärnkraftverket byggs tillräckligt stort för att ersätta den förlorade elen helt med kärnkraftsel så kärnvärmealternativen skulle inte ha någon miljöpåverkan ur ett elanvändningsperspektiv.

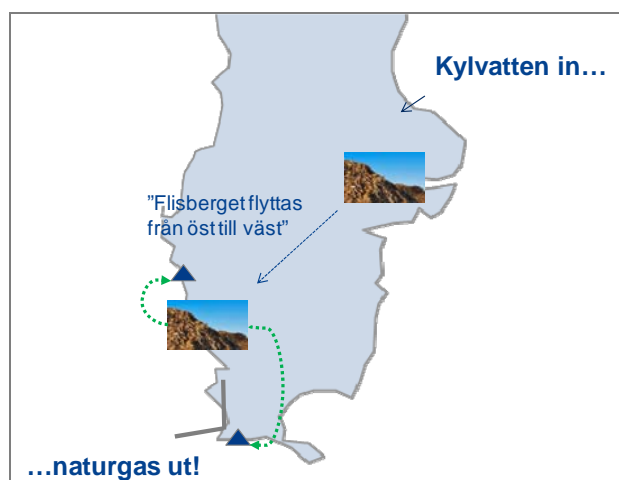
10.3 Biobräsleanvändning

I Stockholmsområdet finns det idag relativt mycket bibränslebaserad fjärrvärmeproduktion. 2025 kommer nästan 70% av värmeproduktionen från bibränslen, varav ca 90% är billigare bibränslen som grot, flis, returbränsle, skogsflis och torv. Då vi inför fjärrvärme från kärnkraft i stockholmsområdet kommer bibräsleanvändningen att påverkas markant. Kärnkraftvärmen ersätter en stor del av bibränslet vilket mer än halveras i de två kärnkraftalternativen. Tabellen nedan visar förändringen av bibräsleanvändningen i de olika alternativen.

	BAU	1000 MW	1500 MW
Biobräsleanvändning, GWh	10 430	4 708	3 653
Biobräsleanvändning, tton	2 489	1 124	872

Tabell 18 Biobräsleanvändningen i de olika alternativen

Det bibränsle som frigörs i Stockholm kan då komma att användas på annat håll. Ett scenario är till exempel att det frigjorda bibränslet kommer att tränga ut naturgasen på västkusten enligt figuren nedan.



Figur 13 Möjliga konsekvenser av kärnvärme

I dag produceras en mycket liten mängd biogas i Sverige som går in i naturgasnätet. Aktörer som E.ON och Göteborg Energi har förhoppningar om att det ska gå att ersätta en större mängd naturgas med biogas. Då skulle bla annat kraftvärmeverken Rya- och Öresundsverket få mer förnybara bränslen. Det är därför inte orimligt att anta att det biobränsle som trängs undan i Stockholm används för att producera biogas. Även om biobränslet exporteras kommer det i slutändan med hög sannolikhet att trycka undan fossila alternativ. Därmed blir effekten för samhället att utsläpp från fossilbaserad elproduktion minskar.

För att kvantifiera detta resonemang antar vi att allt biobränsle som trängs undan i Stockholm används för att producera biogas i naturgasanläggningarna i södra Sverige. Tabell 19 redovisar hur mycket biogas som skulle produceras i varje alternativ och hur mycket det skulle minska CO₂-utsläppen från fossila bränslen. För att illustrera värdet på detta har vi satt värdet lika med priset på utsläppsrätter för respektive volym CO₂-utsläpp.

	BAU	1000 MW	1500 MW
Producerad biogas, GWh	0	3 719	4 405
Minskade utsläpp från naturgas, tton	0	-837	-991
Värde i utsläppsrätter, MSEK	0	-293	-347
Värde i utsläppsrätter, SEK/MWh	0	-24	-29
Nytt värmeproduktionspris	238	259	251

Tabell 19 Räkneexempel på möjliga effekter av att biobränsle trängs undan ur Stockholms system

Som tabellen ovan visar skulle värdet av undanträngda CO₂ inte räcka för att göra produktionskostnaden i kärnvärmealternativen konkurrenskraftiga. Det bör dock tilläggas att verkningsgraden för att framställa metan från biobränslen är hittills inte verifierad i kommersiell skala och enligt en studie utförd av Naturvårdsverket varierar värdena mellan 55% och 75%. I denna kalkyl användes 65% och om verkningsgraden skulle förbättras till 95% skulle kärnvärmescenarierna i detta exempel bli lönsamma i ett samhällsekonomiskt perspektiv.

10.4 Sammanställning av CO₂-utsläpp

Tabellen nedan visar CO₂-utsläppen vid produktionsanläggningarna som baseras på fossila bränslen och avfall, förändringen i elproduktionen och det frigjorda bibränslet.

CO ₂ -utsläpp, tton	BAU	1000 MW	1500 MW
Utsläpp från värmeproduktionsanläggningar	1098	1058	964
Förlorad elproduktion	0	456	592
Frigjort bibränsle	0	-837	-991
Summa	1098	677	566

Tabell 20 Sammanställning av CO₂-utsläpp

För att värdera utsläpp från värmeproduktionsanläggningar har vi endast tagit hänsyn till CO₂-utsläpp från ej förnybar produktion. I förlorad elproduktion har förändringen i elanvändning/elproduktion värderats med marginalel, det vill säga elproduktion baserad på kolkondens. För att värdera det frigjorda bibränslet har vi antagit att det används för att producera biogas och som ersätter naturgas och därmed bidrar till minskade utsläpp från fossila bränslen.

CO₂-utsläpp i Stockholms värmesystem minskar då CO₂-fri kärnkraftvärme till viss del ersätter befintliga produktionsalternativ. Detta resulterar i att utsläppen från värmeproduktionsanläggningarna är högst i BAU alternativet och lägst i 1 500 MW alternativet. Med hänseende till förändringen i elanvändning/elproduktion visar däremot resultaten att utsläppen blir något högre i 1 500 MW än i 1 000 MW alternativet. Detta beror på att mer el försvinner vid högre värmeuttag. Som tabellen ovan visar kommer det frigjorda bibränslet i kärnvärmealternativen dock att kompensera för detta då en större minskning av CO₂-utsläpp från naturgas kan uppnås vid 1500 MW alternativet. Summerar man resultaten framstår 1 500 MW alternativet ur ett CO₂-perspektiv som det bästa för miljön.

11 Slutsats och fortsatta studier

11.1 Slutsatser

Våra slutsatser från projektet är att det inte är lönsamt att utnyttja kylvattnet från ett nytt kärnkraftverk i Forsmark till fjärrvärmesystemen i Stockholm och Uppsala. Resultatet beror på att investeringen i transmissionsledningen är mycket stor och att värdet av förlorad el i kärnkraftverket och transmissionsledningen är betydande. Känslighetsanalysen visar att slutsatsen är relativt robust för ändringar i de antaganden vi gjort.

För att det ska vara meningsfullt att gå vidare med kärnkraftalternativen behöver dessa ge betydligt lägre produktionskostnader för värme än BAU-alternativet. Anledningen är att det finns stora risker med kärnvärmealternativen. Exempel på sådana risker är:

- Risker kring att optimera kärnkraftverket för elproduktion.
- Kostnader och tekniska risker med att bygga transmissionsledningen från Forsmark till Stockholm.
- Problemet med att fasa in mycket stora värmemängder i Stockholms fjärrvärmesystem.
- Affärsmässiga relationer mellan Forsmark som värmeproducent och köparna av fjärrvärmesystem i Stockholm. Vi tror inte att ett införande av TPA i fjärrvärmesystem skulle underlätta för kärnvärmealternativen. Det skulle medföra ytterligare osäkerheter om försäljningen av värmen från Forsmark i förhållande till att teckna avtal med ägarna av fjärrvärmesystemen.

Ur ett miljömässigt perspektiv finns det både fördelar och nackdelar med kärnvärme. Direkta utsläpp från fjärrvärmeproduktion skiljer inte mycket avseende koldioxidutsläpp, förutsatt att koldioxid från förnybara biobränslen inte räknas med. Utsläpp av svaveldioxider, kväveoxider och partiklar minskar väsentligt i kärnvärmealternativen.

I kärnvärmealternativen försvinner stora mängder el, dels vid kärnkraftverket och vid transporten till Stockholm och dels från minskad el från kraftvärme. Miljökonsekvenserna av detta är negativa för kärnvärmen, då denna el behöver produceras av andra anläggningar som troligtvis ger upphov till negativ miljöpåverkan.

Kärnvärmealternativen frigör stora mängder biobränslen jämfört med BAU-alternativet. Dessa biobränslen kan användas för annan energiproduktion, vilket är positivt ur ett miljöperspektiv.

Vid en summering av samtliga miljökonsekvenser från utsläpp ger kärnvärmealternativen betydande möjligheter att minska miljöpåverkan jämfört med BAU-alternativet.

11.2 Fortsatta studier

Kärnkraftverket i Ringhals ligger betydligt närmare fjärrvärmesystemet i Göteborg, jämfört med avståndet mellan Forsmark och Stockholm. Det skulle därför kunna vara intressant att studera även detta alternativ. Anledningen till att vi inte valde att studera Ringhals – Göteborg i denna studie är att det idag finns mycket spillvärme i Göteborgs fjärrvärmesystem. En förutsättning för att detta alternativ ska vara intressant att studera är därför att det finns farhågor om att industrierna som levererar spillvärme av någon anledning upphör att leverera spillvärme till fjärrvärmesystemet i Göteborg. Det finns ingen mening med att bygga en dyr transmissionsledning för att ersätta spillvärme från lokala industrier med spillvärme från ett kärnkraftverk.

Ett alternativ till att bygga en transmissionsledning för fjärrvärme mellan Forsmark och Stockholm skulle kunna vara att transportera värmen med lastbil, tåg eller båt. När det gäller att förse Stockholm med fjärrvärme torde båt vara det mest realistiska alternativet, då värmebehovet är stort. Då begränsas inte leverantören till Forsmark, utan även andra kärnkraftverk skulle kunna komma i fråga som Oskarshamn eller Finska kärnkraftverk. Även andra fjärrvärmesystem än Stockholm skulle kunna få transporterad värme från kärnkraftverk.

Ecostorage Sweden AB (Ecostorage) bedriver tillsammans med ClimateWell AB(CW) och Svensk Stål AB Oxelösund (SSAB) ett projekt med syfte att visa på möjligheter att skörda och transportera industriell spillvärme med bil, tåg eller båt. I detta projekt har tekniker som liknar en kemisk värmepump studerats. Värmen transporteras genom att ett s.k. fasändringsmaterial (PCM) placeras i en container för transport med lastbil till konsumenten. PCM är ett material som under smältning tar upp och under stelning avger stora energimängder vid förhållandevis konstant temperatur.

Resultaten av fallstudierna visar att värmetransport är lönsamt om kostnaden att producera värme understiger 150 SEK/MWh och transportavståndet understiger 80 km (tur och retur). Tekniken har dock inte prövats i större omfattning provats i kommersiell skala. Vidare finns inte kommersiellt tillgängliga PCM med smälttemperatur mellan 80 och 120 grader och därför krävs ett arbete med att utveckla material för att kunna realisera transport av värmeenergi.

12 Referenser

1. Björn Dahlroth (2009), "Öppnade fjärrvärmenät i Storstockholm" E.ON, Fastighetsägarna & Vattenfall
2. Djuric Ilic, Henriksson, & Magnusson (2009), "Stockholms fjärrvärmenät idag och imorgon – en tvärvetenskaplig studie av ett regionalt energisystem", Linköpings Universitet Arbetsnotat nr 44, ISSN 1403-8307
3. Elforsk, (2007), "El från nya anläggningar - 2007", Elforsk rapport 07:50
4. Elforsk, (2006), "Marginaler och miljövärdering av el", Elforsk rapport 06:52
5. Energimarknadsinspektionen (2010), "Uppvärmning i Sverige 2010", EI R2010:04
6. Energimarknadsinspektionen (2009), "Uppvärmning i Sverige 2009", EI R2009:07
7. Fjärrsyn (2009), "Transport av industriell överskottsvärme", Rapport 2009:34
8. Naturvårdsverket (2007), "Utbyggd naturgas i Sverige: Hinder för inhemska energislag och klimatmålen?" RAPPORT 5701
9. Regionplane- och trafikkontoret (RTK) (2008), "Energiförsörjningen i Stockholmsregionen – Nuläge och utvecklingstrender", Rapport 12:2008
10. Regionplanekontoret, Stockholms läns landsting (2009) "Stockholmsregionens energiframtid 2010-2050"
11. Regionplanenämnden och Länsstyrelsen (2010) "Regional utvecklingsplan för Stockholmsregionen – RUF 2010", R 2010:5
12. Roland Andersson (1982), "Hetvattentunnel från Forsmark", Ekonomisk Debatt 2/82
13. Svensk Fjärrvärme & Svensk Energi (2011), "Miljövärdering 2001 – Guide för allokering i kraftvärmeverk och fjärrvärmens elvanvändning"
14. Svensk Fjärrvärme (2007), "Kulvertkostnadskatalog", Rapport 2007:1

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGSG- OCH UTVECKLINGSG - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se